

**ПРОБЛЕМА ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ**

**Ю.А. Борисевич, Г.В. Томилов**

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Тяжелая нефть – это высоковязкая нефть, обладающая повышенной плотностью, которая вследствие своих физических свойств не может быть извлечена на поверхность традиционными способами. [1]

Существует следующая мировая классификация нефти по плотности:

- Суперлегкая нефть. Отличается своей малой плотностью, которая менее 0,780 г/см<sup>3</sup> и градусами API, превышающими 50.

- Сверхлегкая. Плотность данного типа находится в диапазоне от 0,781 до 0,820 г/см<sup>3</sup>. Градусы API составляют 41,1 - 50,0.

- Легкая. Имеет плотность в пределах 0,821 – 0,870 г/см<sup>3</sup>. Ее градусы API – 31,1 – 41,0.

- Средняя нефть. Ее плотность составляет 0,871 – 0,920 г/см<sup>3</sup>, а градусы API – 22,3 – 31,0

- Тяжелая нефть. Плотность колеблется от 0,921 до 1,000 г/см<sup>3</sup>. Градусы API – 10,0 – 22,2.

- Сверхтяжелая нефть имеет плотность, превышающую 1,000 г/см<sup>3</sup>. Также она отличается своей вязкостью, которая меньше 10 000 мПа\*с.

- Природный битум. Плотность более 1,000 г/см<sup>3</sup>. Вязкость более 10 000 мПа\*с. [1]

Градус API – единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти. Измерения в градусах API позволяют определить относительную плотность нефти по отношению к плотности воды при той же температуре.

В тяжелых нефтях, а особенно в природных битумах, в значительно большем количестве, чем в легких нефтях, присутствуют смолисто-асфальтеновые вещества, азот-, хлор-, кислород- и серосодержащие соединения, а также металлы. [2]

Наибольшее скопления запасов тяжелой нефти находится на границах геологических бассейнов. Считается, что такая нефть является остатком более легкой нефти, которая утратила низкомолекулярные компоненты вследствие разрушения бактериями, вымывания водой и испарения. [2] По оценкам, запасы тяжелой нефти на нашей планете более, чем в два раза превосходят традиционные. Однако коэффициент извлечения нефти для таких месторождений колеблется в пределах от 5 до 30%. По данным Института Мировых Ресурсов, значительные залежи тяжелой нефти и нефтяных песков приходится на территорию Канады и Венесуэлы.

Извлекаемые запасы высоковязкой нефти на начало 2018 г. в целом по Российской Федерации составили более 2 млрд тонн. Общие же геологические запасы высоковязкой нефти в нашей стране оцениваются в 55 млрд т. [1]

Наибольшие залежи вязкой нефти находятся в таких нефтегазоносных провинциях, как:

- Волго-Уральская (Татарстан, Удмуртия, Башкортостан, Самарская область и Пермский край);

- Восточно-Сибирская (Тунгусский бассейн);

- Тимано-Печорская (Республика Коми, Ненецкий автономный округ). [1]

До сих пор доля ТРИЗ в общей добыче нефти невелика – в России эта цифра составляет 7,2 %, но она постоянно растет, а потенциальный объем добычи трудноизвлекаемых запасов фантастический – только в России запасы тяжелой нефти составляют около 55 % от общего объема нефтяных запасов. Также в последнее время увеличивается вовлечение в разработку трудноизвлекаемой базы на шельфе, в арктической зоне. Арктический шельф России рассматривается правительством как один из ключевых регионов поддержания и роста добычи нефти, что особенно актуально в условиях стагнации нефтедобычи в основных регионах страны [1]

Методы борьбы с высоковязкой нефтью.

Разжижить тяжелую нефть можно следующими способами:

1. Добавлением к высоковязкой нефти углеводородов или более легкой нефти. Несомненно, это существенно облегчает как саму нефть, так и ее текучесть, а соответственно, и процесс добычи. Однако, данный способ имеет два больших недостатка. Первый из них заключается в дополнительных расходах, а второй состоит в отсутствии постоянной доступности легких нефтяных фракций.

2. Нагреванием трубопровода, по которому нефть поступает на дневную поверхность. Для осуществления данного способа трубопровод по всей своей длине оборудуется специальной техникой. Недостаток данного метода состоит в достаточно большой потере нефти во время добычи (до 20 %). Это связано с тем, что эта часть нефти используется для работы нагревательного оборудования, установленного вдоль трубопровода.

3. Подмешиванием в нефть воды и эмульгаторов с целью получения текучей водной эмульсии. Однако, данный метод рациональный только в том случае, если используется эмульгатор невысокой стоимости, который при этом способен образовывать стабильные эмульсии. Если в образованной эмульсии содержание нефти не превышает 50%, то метод считается нерациональным, поскольку энергетические затраты во время ее извлечения вырастают ровно в половину. В качестве эмульгаторов могут быть использованы сульфатные или карбоксилированные этоксилаты. Однако, они отличаются своей дороговизной, а также дефицитом, что, в свою очередь, влияет на стоимость нефти, добытой таким способом, в сторону увеличения.

4. Подмешиванием в тяжелую нефть водного раствора диспергатора, в результате чего образуются эмульгирующие соединения, состоящие из этоксилированных алкилфенолов. Суть данного способа состоит в нагнетании раствора в скважину, где и происходит его соединение с нефтью, залегающей на глубине значительно большей от места нахождения откачивающего насоса. Работа насоса создает колебания, которые способствуют смешиванию нефти с диспергатором, а также подачи нефти по трубопроводу на дневную поверхность. Стоит

отметить, что на смешивания никоим образом не имеет влияние размер и твердость частиц, из которых состоит нефтепродукт.

5. Подачей в призабойную пластовую область разжижителя. Однако, этот способ также является затратным, поскольку закачку разжижителя необходимо периодически повторять. Однако, если разжижитель утяжеленный, то во время закачки происходит его проникновение на глубину, которая значительно ниже уровня насоса. Таким образом, получается вытеснение утяжеленным разжижителем нефти, как более легкого продукта. В составе такого разжижителя находится хлоркальциевая вода, смесь двух ПАВ, а также гидроокись щелочных металлов. Метод отличается улучшением работы глубинных насосов, повышение коэффициента подачи нефтяного сырья, снижением давления на устье скважины. Кроме этого, его использование не связано с применением дополнительного оборудования.

6. Внутрискважинным горением. Его суть заключается в использовании энергии, которая образуется в результате горения сырья прямо в пласте во время закачки в него воздушного пространства. При повышении температуры выше пластовой на 6 °C (с 24 до 32 °C) вязкость уменьшается в 1,75 раза. Этот факт позволяет предполагать значительный положительный эффект от теплового воздействия на продуктивный пласт. Данный метод применяется как для добычи высоковязкой нефти, так и для извлечения легкой. Стоит сказать, что метод уже неоднократно был использован на некоторых месторождениях и зарекомендовал себя очень удачно. [3]

Так же при эксплуатации месторождений с высоковязкой нефтью используют установки погружных винтовых электронасосов для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин. Стоимость высокотехнологичного винтового насоса может быть слишком высока по сравнению с экономическим эффектом от его применения, однако данная технология очень перспективна для таких месторождений [3]

Следует отметить важность применения комплексных технологий воздействия на пласт для увеличения коэффициента извлечения нефти [5]

**Заключение.** По причине истощения легко-извлекаемых флюидов, разработка месторождений высоковязких нефтей в России актуальна как никогда. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов (битумы, тяжелые нефти, газовые гидраты) требуются колоссальные инвестиции и, что еще важнее, новые технологии, к внедрению которых стремится всего несколько компаний. Крайне важно не упустить технологические преимущества, которые даст внедрение опережающих российских разработок. Принятые государством поправки в Налоговый кодекс устанавливают льготы на добычу полезных ископаемых при освоении месторождений тяжелых и высоковязких нефтей, но по какой-то причине специалисты в области налоговой политики остановились на половине пути. Говорить о достижении рентабельности и даже о самой разработке новых нефтяных проектов - можно будет лишь в случае установления таких льгот по всему технологическому коридору, который проходят «тяжелые нефти», - кроме добывающих компаний льготы должны получить нефтеперерабатывающие заводы, перерабатывающие тяжелые высоковязкие нефти, природные битумы и битуминозные пески. [1]

#### Литература

1. Данилова Е.И. Тяжелые нефти России//The Chemical Journal, декабрь 2008, С. 34 – 37
2. Тарасюк В.М. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. // Периодическое печатное издание, журнал "БЕРЕГИНЯ • 777 • СОВА, 2014, №2 (21) – С. 121 – 125
3. Мияссаров А.Ш. Совершенствование разработки залежи высоковязкой нефти с применением ресурсосберегающей технологии: Автореферат Дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2015. – 10 с.

### ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАПСУЛИРОВАННЫХ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

П.С. Бочкарев

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Защита внутрискважинного оборудования от солевых отложений является одной из основных задач нефтедобычи. Интенсивное образование минеральных отложений наблюдается в основном при добыче обводнённой нефти, а именно в рабочих органах электроцентробежных насосов и штанговых глубинных насосах, насосно-компрессорных трубах, выкидных линиях нефтегазосборных коллекторах. Накопление солевых отложений в скважине и системах промыслового сбора, подготовки продукции нефтяных скважин приводит к отказам нефтепромыслового оборудования, что в свою очередь ведёт к потерям нефти и значительным материальным затратам.

Причиной выпадения солей в осадок происходит при нарушении физико-химического, термодинамического равновесия, а также в случае, если концентрация солей в водном растворе превышает равновесную концентрацию для данных условий. На выпадение солевых отложений влияют такие факторы, как перепад давления, изменение температуры жидкости, смешение вод одного типа и разных концентраций с изменением их химического состава, штуцирование. На месторождениях Западной Сибири преобладают следующие типы солей:  $\text{CaCO}_3$  (кальцит),  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  (гипс),  $\text{CaSO}_4$  (ангидрит) [1].

Наиболее распространённым методом защиты внутрискважинного оборудования от солевых отложений является применение химических реагентов. Химические ингибиторы солеотложений делятся на жидкие и твёрдые реагенты. В настоящее время приобретают актуальность твёрдые (капсулированные) ингибиторы, которые на